

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ проведения повторного многостадийного гидравлического разрыва пласта по технологии «AccessFrac» на нефтяных месторождениях Западной Сибири УДК 622.276.66(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Каравский Даниил Владимирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Каравский Даниил Владимирович

Тема работы:

Анализ проведения повторного многостадийного гидравлического разрыва пласта по технологии «AccessFrac» на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020г №59-119/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технической, технологической и нормативной информации по месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Основные принципы и факторы эффективности ГРП 2. Выбор скважины для гидроразрыва пласта при планировании разработки месторождения 3. Технологии МГРП 4. Выбор скважины для гидроразрыва пласта при планировании разработки месторождения 5. Технологии МГРП 6. Общие сведения о месторождении и участке недр 7. Краткая геологическая характеристика 8. Анализ состояния скважины на момент разработки 9. Реализация технологии в промысловых условиях 10. Сравнение с аналогичными технологиями 11. Анализ эффективности технологии 12. Организационная структура управления и основные направления деятельности компании 13. Исходные данные для расчета эффективности методов увеличения нефтеотдачи 14. Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи 15. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 16. Производственная безопасность 17. Экологическая безопасность 18. Безопасность в чрезвычайных ситуациях (при утечке газа)
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<ol style="list-style-type: none"> 1. Применение гидравлического пласта на нефтяных и газовых месторождениях 2. Характеристика месторождения 3. Анализ эффективности проведения повторного многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по технологии «AccessFrac» 	<p>Пулькина Наталья Эдуардовна</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Якимова Татьяна Борисовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Черемискина Мария Сергеевна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</p>	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Применение гидравлического пласта на нефтяных и газовых месторождениях 	
<ol style="list-style-type: none"> 2. Характеристика месторождений. 	
<ol style="list-style-type: none"> 3. Анализ эффективности проведения повторного многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по технологии «AccessFrac» 	
<ol style="list-style-type: none"> 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 	
<ol style="list-style-type: none"> 5. Социальная ответственность. 	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной</p>	<p>02.03.2020</p>

квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.м.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Каравский Даниил Владимирович		02.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования бакалавр
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.04.2020	Применение гидравлического пласта на нефтяных и газовых месторождениях.	20
30.04.2020	Характеристика месторождения.	10
10.05.2020	Анализ эффективности проведения повторного многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по технологии «AccessFrac»	50
20.05.2020	Финансовый менеджмент. Ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
30.05.2020	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО(ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c),(ЕАС-4.2-e)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 83с., 22 рис., 20 табл., 20 источников.

Ключевые слова: перфорация, СКИН-фактор, месторождение, пласт, нефть, обводненность, кратность увеличения дебита, метод увеличения нефтеотдачи, оптимальная геометрия отверстия, глубина проникновения бурового раствора.

Актуальность выбранной темы заключается в необходимости определения технически и экономически эффективной технологии повторного МГРП на скважинах компании.

Объектом исследования является добывающая скважина с горизонтальным окончанием, эксплуатирующая пласт ЮВ₁¹ месторождения «Х».

Цель работы – анализ эффективности оптимизации притока пластового флюида в скважину для достижения максимальных технико-экономических показателей разработки месторождения посредством использования повторного МГРП по технологии «AccessFrac».

Для достижения поставленной цели необходимо были решены следующие задачи:

- изучить теоретические основы технологии ГРП и МГРП;
- провести анализ эффективности проведения повторного многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по технологии «AccessFrac»;
- разработать последующие рекомендации по оптимизации притока пластового флюида в скважину для проведения последующих повторных обработок.

В результате написания работы было установлено, что заявленные преимущества технологии подтверждаются положительными результатами проведенных опытно-промышленных работ, а также существует необходимость продолжения подобных опытных работ с целью более

детального определения их эффективности и критериев применения в количестве до 10 скважинных операций.

Область применения: работа может быть использована в проведении дальнейшего анализа эффективности технологий МГРП на месторождениях компании.

Экономическая эффективность/значимость работы позволяет оценить необходимость использования технологии на объектах компании.

В будущем необходимо провести 10 повторных МГРП на фонде скважин компаний и использовать для получения более точной оценки эффективности проведения МГРП.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ПЗП – призабойная зона пласта

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

АСВ – асфальтосмолистые вещества

СКВ. – скважина

ГРП – гидравлический разрыв пласта

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

МДОЗ – мгновенное давление остановки закачки (ISIP)

РГД – расходомер

СТИ – термальный расходомер

ТМ – термометр

РФ – Российская Федерация

ГОСТ – государственный стандарт

ОСТ – отраслевой стандарт

СТП – стандарт предприятия

ТУ – технические условия

РД – руководящий документ

ППД – поддержание пластового давления

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПЭД – погружной электродвигатель

МОП – межочистной период

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ПРС – подземный ремонт скважин

КРС – капитальный ремонт скважин

Оглавление

Введение.....	12
1. Применение гидравлического пласта на нефтяных и газовых месторождениях	15
1.1. Основные принципы.....	15
1.2. Факторы эффективности ГРП	16
1.3. Выбор скважины для гидроразрыва пласта при планировании разработки месторождения.....	17
1.3.1 Основные принципы выбора скважины для ГРП.....	17
1.3.2 Процедура отбора скважин на ГРП	18
1.3.3 Методология планирования ГРП	19
1.4. Технологии МГРП	22
1.4.1 Технологии проведения повторных МГРП на шаровых компоновках	22
1.4.2 Технология с динамическим отклонением	22
1.4.3 Технология с применением малогабаритного пакера на НКТ и отсыпки проппантом.....	24
1.4.4 Технология проведения ГРП с применением двухпакерной компоновки.....	25
2. Характеристика месторождения	27
2.1. Общие сведения о месторождении и участке недр	27
2.2. Краткая геологическая характеристика.....	28
3. Анализ эффективности проведения повторного многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по технологии «AccessFrac»	29
3.1. Анализ состояния скважины на момент разработки.....	33
3.2. Реализация технологии в промысловых условиях	39
3.3. Сравнение с аналогичными технологиями	44
3.4. Анализ эффективности технологии	44
3.4.1 Анализ проведенной обработки	44
3.4.2 Технологическая эффективность	45
3.4.3 Экономическая эффективность	51
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	54
4.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности компании	54
4.2 Исходные данные для расчета эффективности методов увеличения нефтеотдачи	55
4.3 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи	57
5. Социальная ответственность	65
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	65

5.2	Производственная безопасность	66
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	67
5.3	Экологическая безопасность	75
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях (при утечке газа)	76
	Заключение.....	80
	Список используемых источников	82

Введение

Разработка трудноизвлекаемых запасов в России требует развития новых технологий, позволяющих эффективно добывать углеводороды. Одна из таких технологий – горизонтальные скважины с многозонными ГРП. Начиная с 2010 года, они получили широкое распространение во многих регионах. Самым простым и экономически эффективным заканчиванием горизонтальных участков скважины является хвостовик с установленными разбухающими или гидравлическими пакерами для разобщения интервалов и порты ГРП открываемые шарами или переключаемые с помощью ГНКТ. Эксплуатация скважин с МГРП позволяет максимизировать начальные дебиты и извлечение углеводородов, но падение добычи со временем очень значительно, таким образом, требуется повторная стимуляция интервалов для поддержания эффективного уровня добычи. Повторные ГРП на скважинах со сдвижными муфтами осложняются тем, что должна проводиться селективная изоляция интервалов для проведения обработки целевого интервала. Использование механических разделителей требует применения специальных инструментов для подготовки скважины и проведения ГРП, что приводит к значительному удорожанию работ и большим временным затратам. Метод отклонения жидкости МГРП при помощи биоразлагаемых отклонителей получил широкое распространение на нетрадиционных коллекторах, но для коллекторов с относительно высокой проницаемостью почти не применялся. Суть метода – закачка разлагаемого отклонителя, закупорка высокопроницаемых интервалов, восстановление проводимости существующих трещин, создание новых трещин ГРП. Закачка производится одновременно во все зоны, а способность отклонителя проникать преимущественно в наиболее проницаемые интервалы, позволяет проводить стимуляцию поинтервально. Данная технология не требует специальных инструментов и значительно сокращает время обработки. Но, такая особенность технологии предполагает ее адаптацию к конкретным условиям пласта и типу заканчивания.

Актуальность выбранной темы заключается в том, что на данный момент в России несколько тысяч горизонтальных скважин бурят с последующим применением многозонного/многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), но истощение пласта в процессе эксплуатации и сложность организации системы поддержания пластового давления (ППД) требуют проведения повторной стимуляции с закачкой больших объемов проппанта и увеличения зоны дренирования, поэтому применение потокоотклоняющих технологий с использованием разлагаемых отклонителей жидкости ГРП является хорошей альтернативой механическим изолирующим системам из-за их сложности и высокой стоимости. При невысокой стоимости, технологии с использованием химических отклонителей потока требуют более тщательной адаптации процессов, подбора химических реагентов и последовательности обработки.

На месторождении “Х” в Западной Сибири в 2011г. построена горизонтальная скважина и закончена по многопортовой технологии с последующим проведением многозонного ГРП в количестве 4 стадий. Со временем дебит скважины значительно сократился, что, впоследствии, явилось поводом для проведения повторных обработок по ГРП. В качестве повторной обработки была предложена технология ГРП с биоразлагаемым отклонителем потока жидкости. Перед работой по гидроразрыву, проведен необходимый комплекс ПГИ для определения работы каждого интервала.

Дизайн основных стадий повторного ГРП предусматривал объемы и концентрации проппанта, сопоставимые с первоначальным ГРП. Дополнительно запланированы тестовые стадии ГРП с закачкой отклонителя для оценки степени закупорки трещин ГРП. После оценки утечек, эффективности жидкости и пластовых напряжений, прокачаны короткие проппантные стадии с пачками отклонителя в конце стадии для восстановления связи существующих трещин со стволом скважины. Далее проведены основные проппантные обработки с пачками отклонителя в конце каждой стадии.

После окончания ГРП были проведены очистка ствола скважины и комплекс ПГИ по определению притока из каждого интервала. Анализ ПГИ и добычи показывает увеличение дебита жидкости в два раза и нефти на 50%. Данная работа подтверждает перспективность технологии и необходимость ее адаптации к конкретным пластовым условиям месторождения.

Дальнейшее совершенствование данной технологии поможет внедрить ее в производство, повысить добычу многозонных скважин и их эффективность.

1 Применение гидравлического разрыва пласта на нефтяных и газовых месторождениях

1.1 Основные принципы

Гидроразрыв пласта - это метод стимуляции пласта, который представляет собой гидроразрыв пласта в направлении минимального напряжения под избыточным давлением перекачиваемой жидкости гидроразрыва. Жидкости для гидроразрыва представляют собой жидкости, которые передают энергию для гидроразрыва с поверхности в ствол скважины. Разрыв растет под давлением жидкости гидроразрыва и становится связанным с системой природных трещин, которые не проникают в скважину, и с зонами с более высокой проницаемостью. Поэтому площадь дренажа скважины становится больше. Разрыв остается открытым с проппантом, который транспортируется с жидкостью для гидроразрыва.

Остатки гидроразрыва приводят к многократному увеличению дебита добывающих скважин и производительности нагнетательных скважин из-за уменьшения трения потока вблизи ствола скважины и увеличения площади фильтрации. Коэффициент извлечения также становится выше из-за дополнительной добычи из плохо дренированных зон и водохранилищ.

Гидроразрыв пласта имеет множество технологических решений для различных объектов разработки и целей проекта. Технологии различаются в основном в зависимости от объема жидкости для гидроразрыва и расклинивающего наполнителя и, следовательно, от размеров создаваемых трещин. Наиболее широко используемый метод стимуляции ствола скважины - местный разрыв пласта. Создание трещин с длиной 10-20 м и десятков кубометров жидкостей для гидроразрыва с единственной тонны проппанта вполне достаточно. В этом случае дебит скважины увеличивается в 2-3 раза. В последнее время разработана технология создания коротких трещин с высокой проводимостью в пластах с высокой проницаемостью. Длительное образование

трещин приводит к увеличению проницаемости области ствола скважины, площади дренажа и коэффициента извлечения нефти. Также обводнение может уменьшиться. Оптимальная длина скважины при пласте 10-50 мД составляет около 40-60 м, а объем закачки - от десятков до сотен кубометров. Также используется селективный гидроразрыв, который позволяет вовлекать в производство и увеличивать производительность слоев с низкой проницаемостью. [1]

1.2 Факторы эффективности ГРП

Хорошо выбранный объект для проведения гидроразрыва пласта и применение оптимальной технологии в данных условиях являются основными факторами эффективности ГРП. Решение о разрыве пласта в любом конкретном случае принимается в соответствии с геологическими параметрами.

Наилучшая эффективность ГРП достигается при выборе скважин с учетом геологических свойств, распределения напряжений в пласте и структуры скважин. Эффект от ГРП различен для разных скважин. Вот почему необходимо исследовать не только приращение дебита скважины, но и влияние ориентации скважины на скважину, неоднородности коллектора, энергетической емкости коллектора и т.д. Такой анализ доступен только на основе моделирования, которое может проводиться как для сектора, так и для всего резервуара.

Следовательно, фундамент эффективного широкого применения ГРП лежит в правильно выбранных объектах для стимулирования, использования мирового опыта и адаптации технологий к выбранным условиям. Выбор объектов для стимуляции базируется в соответствии с геологическими свойствами пласта, текущим этапом разработки пласта и технологическими ресурсами ГРП.

1.3 Выбор скважины для гидроразрыва пласта при планировании разработки месторождения

1.3.1 Основные принципы выбора скважины для ГРП

Обнаружение скважин с поврежденной областью ствола скважины

В скважинах с поврежденными участками ствола скважины наблюдается снижение добычи жидкости и снижение дебитов по сравнению с соседними скважинами. Обнаружение таких скважин осуществляется на основании данных добычи или с расчетом. Расчет включает оценку площади дренирования скважины и оценку дебита жидкости по формуле Дюпюи:

$$q = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_{заб})}{\mu B \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} \quad (1)$$

Если расчетная скорость выше, чем фактическая, можно сделать вывод, что имеется повреждение области ствола скважины. Кроме того, ухудшение коллекторских свойств в области ствола скважины может быть выявлено наиболее хорошо. Переломы обеспечивают связь между скважиной и пластом с неповрежденной проницаемостью. Гидроразрыв в поврежденных скважинах позволяет не только восстановить первоначальную потенциальную продуктивность скважины, но и повысить ее. Рост продуктивности скважин после ГРП определяется с помощью соответствия трещины и проницаемости коллектора и размера трещины. Скорость роста скважины не увеличивается бесконечно с ростом длины трещины. Существует предельная длина трещины, превышение которой не приведет к увеличению расхода жидкости. При определенных значениях длины трещины и проводимости наличие поврежденной зоны вблизи ствола скважины практически не влияет на послеразрывную скорость.

Высокая эффективность ГРП в нагнетательных скважинах

Расчеты показывают высокую эффективность операций по гидроразрыву в нагнетательных скважинах для моделей с семью точками,

девяти точками и трехлинейными скважинами. ГРП в эксплуатационной скважине не приводит к ожидаемому увеличению дебита, если не будет поддерживаться необходимым объемом закачки или энергией пласта. Многократное увеличение дебита в результате разрыва может быть достигнуто только при одновременной стимуляции как добывающих, так и нагнетательных скважин.

Учет ориентации трещин в обводненных эксплуатационных скважинах в приграничных пластах-коллекторах и в схемах линейных скважин

Влияние ориентации трещин на обводненность после стимуляции является более значительным в схемах скважин с линейным приводом и в краевых зонах пласта. В таких случаях ориентация разрыва является важным фактором, определяющим долю воды в добыче после разрыва. Возможны как резкое снижение обводненности, так и быстрый рост. Время восстановления первичной обводненности сравнимо с продолжительностью эффекта стимуляции. ГРП приведет к замедлению роста обводненности, если трещина будет ориентирована параллельно линии нагнетательных скважин или контакту воды и нефти. В этой ситуации эффективность ГРП достаточно высока даже в обводненных скважинах. Эффект гидроразрыва может быть отрицательным, если трещина ориентирована перпендикулярно водонефтяной границе или линии нагнетательных скважин. В случае преимущественной ориентации разрушения целесообразно повторное разрушение.

Рассеянный характер развития связан с последствиями изменения обводненности вследствие различной ориентации трещин. Эти эффекты кратковременны и могут быть проигнорированы. [1]

1.3.2 Процедура отбора скважин на ГРП

Чтобы отобрать скважину для гидроразрыва пласта применяется следующая процедура:

1. Анализируются геологические и полевые данные; создается детальная геологическая модель объекта.
2. Определяется ориентация трещин.
3. Оптимальный расчет параметров трещины (длина и проводимость).
4. Обнаружение скважин с поврежденной областью ствола скважины.
5. Предварительный отбор скважин. Расположение скважины на новых участках пласта должно проводиться в соответствии с ориентацией трещины, если это возможно.
6. Построение геологической модели объекта.
7. Расчет базового сценария (без разрыва).
8. Случай с ГРП на каждой скважине, выбранной на этапах 4-5.
9. Сравнение базового случая и случая разрыва: обнаружение скважин без значительного увеличения дебита нефти после разрыва; обнаружение неосвоенных участков пласта и проектирование дополнительных операций ГРП в эксплуатационных скважинах для их осушения; обнаружение частей пласта с низким пластовым давлением и планирование дополнительных ГРП на нагнетательных скважинах. [2]
10. Создание новых кейсов с гидроразрывом, расчет и сравнение разных кейсов. [2]
11. Выбор нескольких технологически эффективных сценариев.
12. Расчет с экономической точки зрения и выбор рекомендуемого сценария.

1.3.3 Методология планирования ГРП

Модели распространения трещин

Из-за технической сложности и высокой стоимости операций ГРП создание модели или конструкции ГРП является важным этапом в планировании ГРП. Это позволяет прогнозировать геометрию трещины и оптимизировать ее параметры.

Обычно в моделировании используются 4 модели распространения трещин: модель KGD (модель Кристиановича – Жиртсма – де Клерка), модель PKN (Модель Перкинса – Керна – Нордгрена), радиальная модель и псевдо-3D модель. Все эти модели распространения трещин основаны на фундаментальных законах сохранения массы, импульса и энергии и законах движения жидкости и распределения энергии.

Модель KGD

Существует предположение, что высота трещины не зависит от вертикального положения, она постоянна и имеет квадратное сечение. Форма перелома почти эллиптическая. Это ситуация, когда снижение трения появляется в основном на концах трещины, и давление остается постоянным на протяжении всего трещины. Отсюда возникает проблема ширины разрушения. Эта модель используется, когда высота трещины намного больше, чем половина длины трещины.

Модель PKN

Перкинс и Керн (1961) и Нордгрэн (1972) предположили, что вертикальные участки разрушения изменяются независимо друг от друга. Основное предположение этой модели состоит в том, что длина трещины намного больше, чем высота трещины. Есть несколько дополнительных предположений:

- нет потока в вертикальном направлении;
- давление в вертикальном разрезе трещины постоянное;
- секция имеет эллиптическую форму;
- нет связи между плоскостями, т. е. напряжение в точке x не зависит от распределения давления в других точках длины трещины; таким образом, ширина трещины может рассматриваться как функция местного давления.

Радиальная модель

Модель используется, когда высота трещины равна длине трещины. Две модели выше предполагали вертикальное распространение трещины с известной высотой. Если вертикальное напряжение меньше горизонтального,

то разрушение распространяется в горизонтальном или отклоненном направлении. Также для пластов с большой толщиной и без барьеров вертикальные трещины распространяются радиально.

Псевдо-3D модель

Для моделирования вертикального или бокового распространения трещины необходимо отказаться от предположения, что высота трещины постоянна. Основная идея 3D-моделирования заключается в том, что вертикальные плоскости изменяют форму независимо, но высота трещины зависит от местоположения внутри трещины и от времени. Предположение, что длина трещины больше его высоты, является основным. [3]

На распространение трещины влияют следующие факторы: давление закрытия трещины; Модуль Юнга и коэффициент Пуассона; прочность; коэффициент утечки.

Разница между 2D- и 3D-моделью заключается в оценке вертикальной составляющей потока жидкости. Полная 3D-модель учитывает 3-х мерное распределение с 2-х мерным потоком жидкости. Перелом дискретизируется и в каждом блоке проводятся расчеты, основанные на фундаментальных законах. Такая 3D-модель требует значительного количества данных.

Результаты симуляции

После определения размера проппанта выбираются оптимальные параметры трещины, такие как высота, ширина, проводимость, направление распространения, график закачки. Все параметры должны быть разумными с инженерной и экономической точек зрения. Окончательный дизайн ГРП выбирается после реализации мини-ГРП и анализа полученных данных. Точная выбранная модель позволяет определить геометрию и проводимость трещины и оценить влияние этих параметров на добычу скважины.

1.4 Технологии МГРП

1.4.1 Технологии проведения повторных МГРП на шаровых компоновках

Для проведения повторных ГРП важным шагом является подготовка скважины (рис. 1.1), включающая:

- Фрезерование седел и шаров (если данные работы не были проведены перед запуском скважины в работу);



Рисунок 1.1. – Оборудование для проработки ствола скважины (СБТ – стальная буровая труба; ФКК – фрезер колонный конусный)

- Промывка скважины;
- Шаблонировка хвостовика фрезом на винтовом забойном двигателе ВЗД;
- Очистка ствола скважины шламоуловителем.

1.4.2 Технология с динамическим отклонением

Опробована технология проведения повторного ГРП с применением «динамического отклонения». Технология позволяет производить повторную интенсификацию на горизонтальных скважинах МГРП действующего фонда (нецементируемые хвостовики). Ее суть заключается в блокировании существующих, ранее простимулированных трещин, разлагаемым материалом и последовательной селективной закачке ГРП в существующие интервалы. В случае принятия решения о стимуляции новых зон вдоль горизонтального

ствола, проводится гидropескоструйная перфорация (ГПП). Работа состава динамического отклонителя: крупные частицы блокируются при входе в трещину, мелкие частицы уменьшают проницаемость пачки для временной изоляции трещины, волокна консолидируют пачку, время разложения блок-пачки зависит от ее объема и пластовой температуры. Типовой порядок проведения работ:

- Проведение термометрии для выявления выработанных зон – принимающих интервалов(исследование температурного профиля горизонтального ствола скважины);
 - Закачка отклонителя и блокирование существующих трещин (принимающих интервалов); (рис 1.2)
 - ГПП (опционально);
 - ГРП;
 - Проведение термометрии для выявления месторасположения новой трещины ГРП за счет выявления температурных аномалий (исследование температурного профиля горизонтального ствола скважины);
 - Проведение цикла требуемое количество раз;
 - Освоение скважины;
 - Демонтаж и демобилизация флотов ГРП и гибкой насосно-компрессорной трубы (ГНКТ). [4]

Данная технология была реализована:

- на 3 скважинах Вынгапуровского месторождения ОАО «Газпромнефть-ННГ» (5, 4 и 4стадии) - фаза 1;
- на 2 скважинах Южно-Приобского месторождения ОАО «Газпромнефть-Хантос» (по 4стадии) - фаза 2;
- наиболее успешный опыт на 3 скважинах в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (3, 2 и 3стадии).

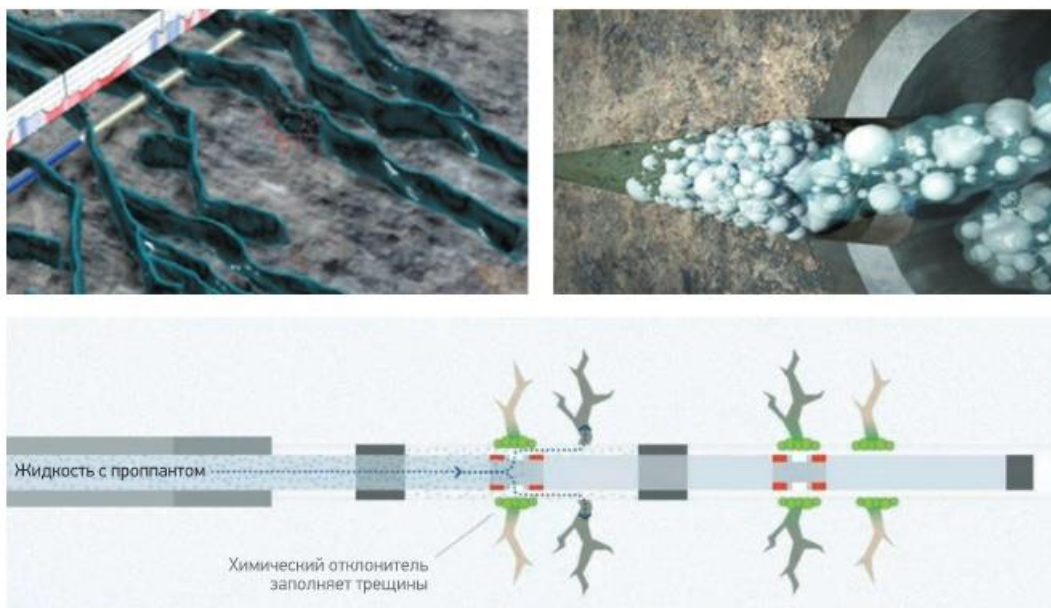


Рисунок 1.2. – Применение повторного ГРП с применением «химического отклонителя».

Данная технология подтвердила свою работоспособность, однако, выявлен и ряд ограничений:

- присутствие риска развития трещины в интервале размещения блок-пачки;
- риск развития трещины в выработанные зоны пласта;
- высокая стоимость проведения работ в связи с необходимостью привлечения комплекса ГНКТ для проведения термометрии.

1.4.3 Технология с применением малогабаритного пакера на НКТ и отсыпки проппантом

Проведение повторных стимуляций при помощи малогабаритного пакера на НКТ и отсыпки проппантом. Типовой порядок проведения работ:

- Качественная подготовка скважины, проведение шаблонировки для избегания аварий при спуско-подъемных операциях (СПО) малогабаритного пакера;
- Посадка малогабаритного пакера для отсечения открытых фрак-портов, расположенных выше;

- Проведение операции «замещение», определение приемистости;
- Закачка Мини ГРП;
- Выполнение основного ГРП с недопродавкой проппанта (последние стадии с высокой концентрацией - 2000кг/м3);
- Ожидание закрытия трещины и уплотнение проппантной отсыпки;
- Перепосадка пакера (бригадой капитального ремонта скважин – КРС) в следующий интервал,
- Повторение цикла требуемое количество раз.

Несмотря кажущуюся простоту и использование «стандартного» оборудования, данная технология имеет ряд существенных ограничений:

- Высокие требования к качеству подготовки ствола скважины (фрезерование седел и шаров);
- Риск прихвата и повреждения малогабаритного пакера, износ эластомера при проведении спуско-подъемных операций (СПО);
- Дополнительные затраты на работу ГНКТ и СПО КРС. При этом нет гарантированной изоляции стадий (возможны утечки в ранее простимулированные интервалы, риск получения «СТОПа»). [5]

1.4.4 Технология проведения ГРП с применением двухпакерной компоновки.

Использованием двухпакерной компоновки. Инструмент представляет собой компоновку многофазового действия, верхний пакер чашечного типа, оснащен форсунками для ГПП (опция), и проведения неограниченного количества стадий. Типовой порядок проведения работ:

- Подготовка ствола скважины;
- Спуск инструмента в требуемый интервал, позиционирование;
- Пакеровка инструмента;
- Проведение ГПП;

- Активация чашечного пакера;
- Тест на приемистость;
- Проведение основного ГРП;
- Распакеровка, перевод инструмента в транспортное положение;
- Подъем к следующему интервалу.
- Посадка пакера;
- Повторение цикла требуемое количество раз.

Благодаря наличию двухпакерной системы, позволяющей изолировать нужный интервал, данный инструмент можно использовать для проведения рефраков на имеющих «шаровых» компоновках.

2 Характеристика месторождения

2.1 Общие сведения о месторождении и участке недр

Месторождение “Х” было открыто в 1979 году. По размерам запасов относится к классу средних, а по степени промышленной освоенности к разрабатываемым. Лицензия выдана в 1997 году.

Район проведения опытно промышленной работы – месторождение “Х”, расположенное в Ханты-Мансийском Автономном округе Российской Федерации на западном склоне Нижневартовского свода (рис.2.1). Месторождение “Х” приурочено к одноименной локальной структуре Средне-Обской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Основной платформенный разрез сложен юрскими и меловыми отложениями. Коллектором являются гранулярные песчаники с прослоями глины типа «рябчик», имеющие различные пористость и проницаемость.

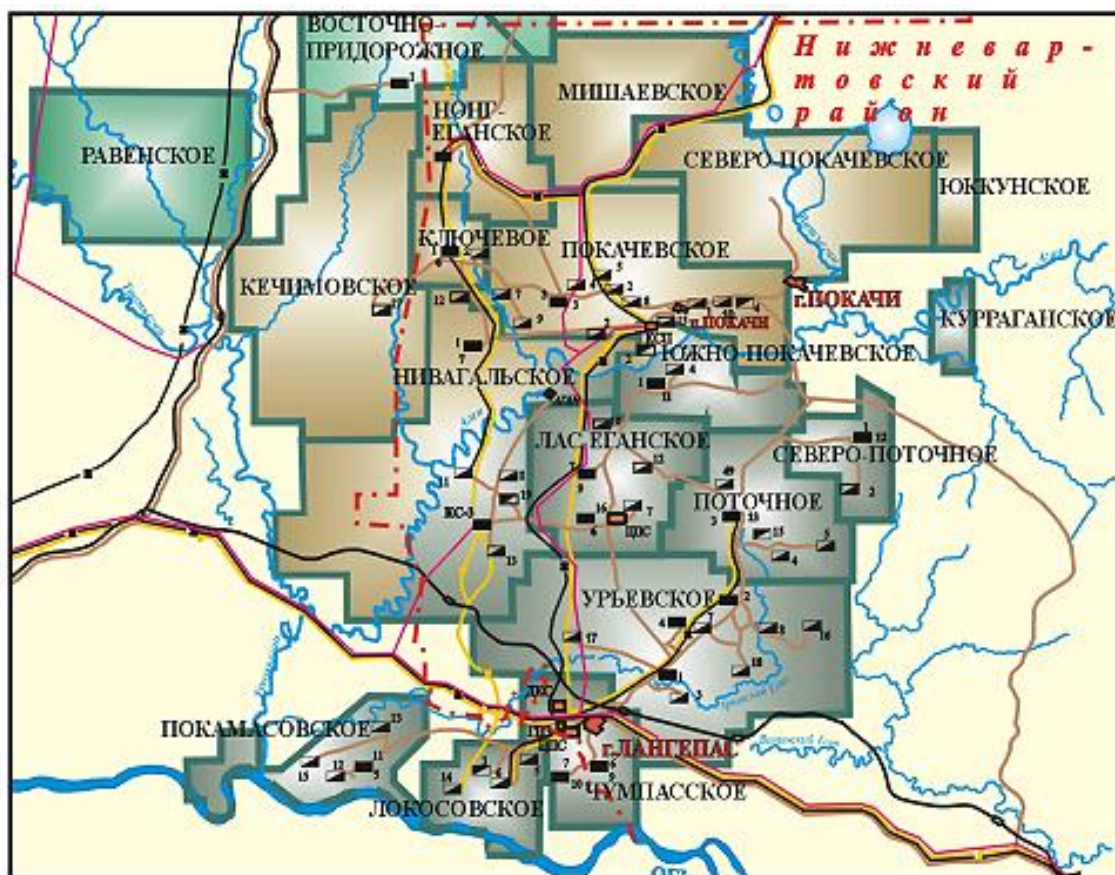


Рисунок 2.1 - Лицензионные участки ТПП «Лангепаснефтегаз».

2.2 Краткая геологическая характеристика

Целевой интервал – Юрские песчаники (ЮВ 1-1) с пористостью 15% и проницаемостью 1-5 мД, насыщенные нефтью и водой. Как можно увидеть на каротажной диаграмме (рис.2.2), верх интервала перекрыт плотным низкопроницаемым пластом ЮВ-0, а нижняя часть интервала подстилается высоко глинизированным низкопроницаемым пластом ЮВ-2. Пластовая температура 99°C, а начальное пластовое давление 265 бар.

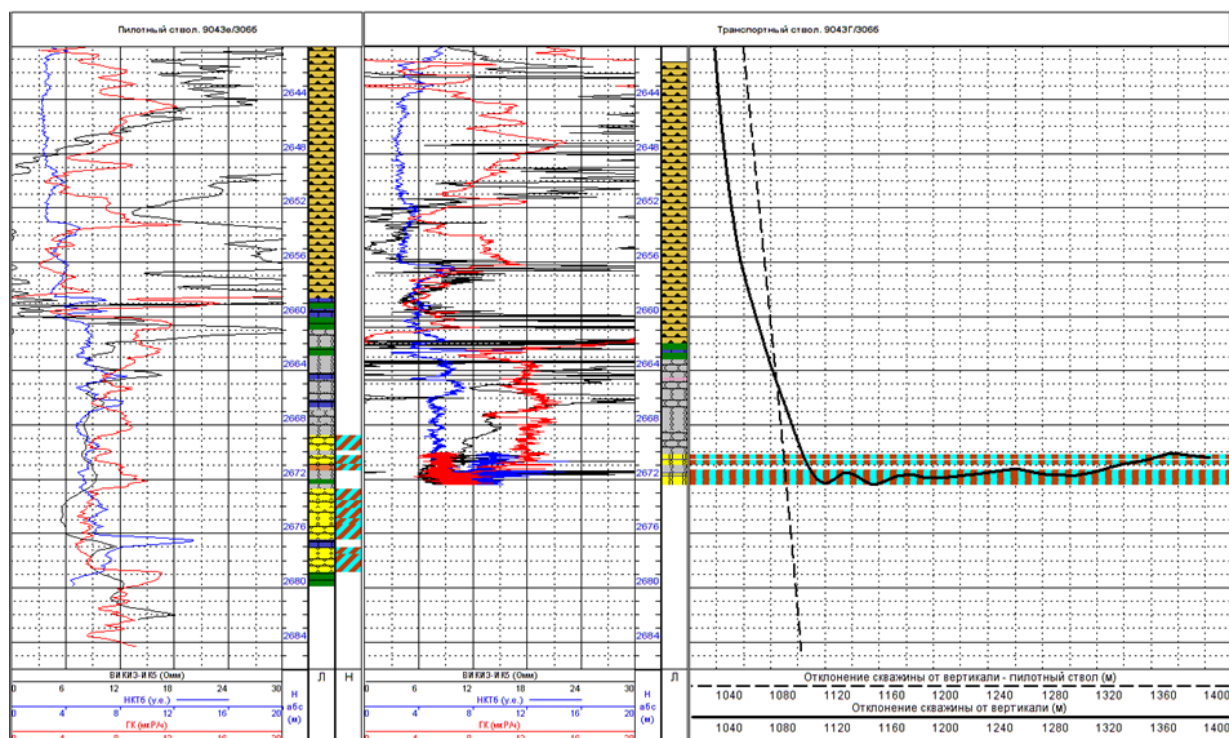


Рисунок 2.2 - Каротажная диаграмма

3 Анализ эффективности проведения повторного многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по технологии «AccessFrac»

Сведения в этой главе содержат конфиденциальную информацию и коммерческую тайну.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Каравский Даниил Владимирович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1.Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2.Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение организационной структуры проекта Оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат на проведение повторного МГРП по технологии «AccessFrac» с целью повышения производительности в добывающих скважинах.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет показателей экономической эффективности проекта: рентабельности, точки безубыточности. Сравнительный анализ фактических затрат с проектными
Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):	
1. График порога рентабельности 2. График безубыточности	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Каравский Даниил Владимирович		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности компании

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» добывает более 40% товарных углеводородов Группы «ЛУКОЙЛ». Предприятие образовано в 1995 году, является 100% дочерним обществом Компании.

ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь работает на территории крупных северных энергетических регионов России: Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа и на полуострове Таймыр в Красноярском крае в пределах 110 лицензионных участков, суммарная площадь которых составляет 75 тыс. км².

В состав ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» входят шесть территориально-производственных предприятий: «Лангепаснефтегаз», «Урайнефтегаз», «Когалымнефтегаз», «Повхнефтегаз», «Покачевнефтегаз», «Ямалнефтегаз», представительство в г. Тюмени, управление производственно-технического обеспечения и комплектации оборудованием. На предприятии работают более 11 тыс. сотрудников. [6]

Основной задачей предприятия является реализация масштабных нефтегазодобывающих проектов с использованием инновационных технологий и современного оборудования, наращивание ресурсной базы, сохранение благоприятной окружающей среды, рациональное использование природных ресурсов, укрепление экономической стабильности и развитие социальной инфраструктуры в регионах деятельности.

ТПП «Лангепаснефтегаз» одно из самых крупных территориально-производственных предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Активы предприятия составляют 16 лицензионных участков, в том числе на поисковом этапе находится лицензионный участок Северо-Егурьяхский-2. В

промышленной эксплуатации находятся 14 нефтяных месторождений. В период 2015 - 2019 гг. в разработку введены 3 новых месторождения: Малоключевое, Северо-Покамасовское, Западно-Покамасовское.

В целях восполнения ресурсной базы предприятия и поддержания уровня добычи нефти в 2016 году приобретено Западно-Ливадийское месторождение, в 2018 году - Западно-Чумпасский лицензионный участок Чумпасского месторождения.

Для восполнения сырьевой базы в ТПП «Лангепаснефтегаз» применяются новые эффективные технологии повышения нефтеотдачи пластов. Согласно «Программы опытно-промышленных работ и внедрения новых технологий на предприятиях ПАО «ЛУКОЙЛ» на 2015—2016 годы» в 2015 году на месторождениях предприятия проведены работы повторного МГРП по технологии «AccessFrac» с целью повышения производительности в добывающих скважинах. [6]

Технология AccessFrac предназначена для временного блокирования поглощающих интервалов ГРП и перенаправления последующих обработок по интенсификации в неохваченные интервалы. Технология AccessFrac позволяет обработать протяженные интервалы пласта с увеличенным количеством интервалов перфорации и используется для технологий многозонного ГРП по методу селективного воздействия.

Полученные результаты позволили оптимизировать работу скважин и получить возможность вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов.

4.2 Исходные данные для расчета эффективности методов увеличения нефтеотдачи

По статистике последних десяти лет заметно увеличились объемы многоступенчатого ГРП для интенсификации притока в нетрадиционных коллекторах с применением муфт и установкой пакеров в открытых стволах или с цементированием муфт. Главным образом применяются стандартные

системы, которые приводятся в действие посредством сброса шаров, поскольку они позволяют значительно сократить затраты и время заканчивания, тем самым позволяя выполнять многоступенчатые интенсификации в виде одного непрерывного процесса в отличие от обычной процедуры установки пробки и перфорации (Р-п-Р).

Для того чтобы достичь эффективной добычи запасов нефти, сосредоточенных в участках пласта с повышенной нефтенасыщенностью, применяется апробация новых опытно-промысловых технологий с применением ГРП по технологии потокоотклоняющих шаров на добывающих скважинах.

Значимость такой разработки заключается в обоснованном выборе технологии ГРП, который заметно снижает риск неудачных обработок в дальнейшем, а также повышает дебит нефти.

В дипломной работе рассматривается эффективность проведения ГРП по технологии потокоотклоняющих шаров с целью повышения эффективности разработки месторождения в дальнейшем.

Рассчитаем экономическую эффективность применения данного вида работ на одной из скважин.

Согласно прогнозу, проведение работ на одной из скважин позволит увеличить дебит нефти с 5,2 до 15,0 т/сут, при этом сервисные работы на скважине обойдутся в 26700 000р.

Исходные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Принятые цены, курсы валют, коэффициенты для расчётов

	Наименование показателя	ед. измерения	Значение
1	Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 08.04.2020 г. https://www.cbr.ru/	руб./долл.	75,5
2	Цена реализации нефти, ХМАО	руб. за тонну	15157,9
4	Постоянные операционные затраты на работу скважины	\$ за тонну	
5	Коэффициент пересчёта баррель в тонны	*	10
6	Коэффициент пересчёта дебита куб. м. в тонны	*	7,21
7	Количество дней работы скважины в год,	дни	347
8	Норма рентабельности,	%	20
9	Налог на прибыль	%	20
11	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), тонн нефти в сутки до проведения мероприятия	5,2	

12	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), тонн нефти в сутки после проведения мероприятия	15
13	Объём вложений на проведение операции, млн. руб.	26,70
14	Изменение экспл затрат, млн. руб.	+0,1
15	Постоянные операционные затраты на работу скважины, млн. руб. в год	1,5

4.3 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи

На первом этапе оценки эффективности проектов определяется общий объём инвестиций. Всего инвестиционные затраты на рассматриваемый период определяются по формуле 4.1.

$$I_o = I_1 + I_2 + I_3 + I_4, \quad (4.1.)$$

где I_o – общие инвестиционные затраты компании, млн. руб.;

I_1 – финансирование капитальных издержек на работу системы, млн. руб.;

I_2 – стоимость лицензионного участка, млн. руб.;

I_3 – затраты на научно-исследовательские работы и проектно-сметную документацию, млн. руб.;

I_4 – организационные затраты, млн. руб.

Капитализация затрат на лицензионном участке определяется по формуле 4.2.

$$I_k = s * \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (4.2.)$$

где I_k – капитализация затрат, млн. руб.;

s – средний уровень капитализации геологоразведочных работ по отрасли, рублей за тонну;

Q – прирост доказанных запасов нефти в i -том году, млн.тонн;

n – период расчёта, лет.

Выручка от реализации проектов определяется формулой 4.3.

$$R_o = q * F * \sum_{i=1}^n k, \quad (4.3.)$$

где R_o – выручка от реализации, млн. руб.;

q – среднесуточный дебит скважины, тонн в сутки;

F – количество рабочих дней в году;

k – количество вводимых скважин в i -том году нарастающим итогом, ед.

Прибыль (p) определяется исходя из среднего уровня рентабельности по отрасли. В данном случае рентабельность составила 20%.

Движение денежных средств (поток наличности) определяется как разница между общими инвестиционными затратами и выручкой от реализации продукции в каждом периоде и с учётом нарастания показателей. [7]

Для оценки эффективности проектов рассчитываются показатели:

- рентабельность капитализированных затрат;
- доходность инвестиций;
- срок окупаемости;
- отношение стартовой цены лицензионного участка к расчётным извлекаемым запасам, руб./тонну;
- отношение объёма финансирования к приросту извлекаемых запасов, руб./тонну.

Рентабельность капитализированных затрат (returnoncapitalizedcosts) определяется по формуле 4.4.

$$ROCC = p_i / I_k, \quad (4.4.)$$

В данном случае считается не целесообразным дисконтировать стоимость капитала, так как на стадии выбора участка расчёт будет с большой погрешностью, т. е. неопределённостью. Это так же связано и с тем, что не определены источники финансирования: структура собственного и заёмного капитала. Поэтому доходность инвестиций (returnoninvestment) в данном случае может быть определена по формуле 4.5.

$$ROI = p_i / I_i, \quad (4.5.)$$

Срок окупаемости T_p (paybackperiod) определяется как соотношение инвестиций и прибыли, которая получена за счёт данных инвестиций. Расчет производится по формуле 4.6.

$$T_{pi} = I_i / P_i, \quad (4.6.)$$

Выручка от реализации продукции (B_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи (формула 4.7.)

$$B_t = (C_n \times Q_n + C_g \times Q_g)^t, \quad (4.7.)$$

где C_n , C_g - соответственно цена реализации нефти и газа в t -м году тыс. руб.;

Q_n , Q_g - соответственно добыча нефти и газа в t -м году тыс. тонн.

На этапе выбора проекта необходимо знать запас его финансовой устойчивости (зону безопасности). С этой целью предварительно все затраты предприятия следует разбить на две группы в зависимости от объема производства и реализации продукции: переменные и постоянные. Следует отметить, что классификация затрат на постоянные и переменные носит условный характер, поскольку одна и та же статья расходов в различных условиях может быть зависимой и независимой от объема производства.

Переменные затраты увеличиваются или уменьшаются пропорционально объёму производства продукции. Это расходы сырья, материалов, энергии, топлива, зарплаты работников на сдельной форме оплаты труда, отчисления и налоги от зарплаты и выручки и так далее. Постоянные затраты не зависят от объёма производства и реализации продукции. К ним относятся амортизация основных средств и нематериальных активов, суммы выплаченных процентов за кредиты банка, арендная плата, расходы на управление и организацию производства, зарплата персонала предприятия на повременной оплате и другое. В соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) прибыль и калькулирование себестоимости можно формировать двумя способами: *absorptioncosting* (традиционный способ, с полным распределением затрат); *marginalcosting* (маржинальный метод, по переменным издержкам). [7]

В калькуляции себестоимости с полным распределением затрат постоянные производственные накладные расходы включаются в себестоимость продукции и если готовая продукция не реализована остаются в

остатках готовой продукции на складе. В системе калькуляции себестоимости по переменным издержкам постоянные производственные накладные расходы не включаются в себестоимость продукции, а относятся непосредственно на счёт прибылей и убытков в том периоде, когда они произошли. При использовании absorptioncosting в период роста объёма продаж прибыль может уменьшаться несмотря на то, что цена реализации и структура затрат не изменились. Такая ситуация возникает в связи с тем, что недостаток (избыток) возмещения постоянных накладных расходов рассматривается как расходы периода. А такие корректировки искажают данные о движении прибыли. Напротив, при использовании системы калькуляции себестоимости по переменным издержкам вычисления показывают, что при увеличении объёма продаж прибыль так же растёт, а при уменьшении объёма продаж – падает. Причина этих изменений заключается в том, что при использовании маржинального метода прибыль зависит только от объёма продаж при условии, что продажная цена и структура затрат неизменны. Однако в системе absorptioncosting прибыль зависит как от объёма продаж, так и от объёма производства. Кроме того, маржинальный метод ясно показывает сколько необходимо производить продукции, чтобы работать безубыточно. Преимущества маржинального подхода данный метод обеспечивает более полезную информацию для принятия управленческих решений; на прибыль не влияет изменение запасов готовой продукции на складе; метод позволяет избежать капитализации постоянных накладных расходов в неликвидных запасах.

Постоянные затраты вместе с прибылью составляют маржинальный доход предприятия.

Деление затрат на постоянные и переменные, и использование маржинального дохода позволяет рассчитать порог рентабельности, то есть ту сумму выручки, которая необходима для того, чтобы покрыть все постоянные расходы предприятия. Прибыли при этом не будет, но не будет и убытков. Рентабельность при такой выручке будет равна нулю. [7]

Величина маржинального дохода показывает вклад предприятия в покрытие постоянных затрат и получение прибыли.

Расчет порога рентабельности и запаса финансовой устойчивости проведем с использованием международных стандартов финансовой отчетности.

Данный расчет для наглядности представим в табличном варианте. В дипломной работе удельный вес условно – постоянных затрат принимается студентом самостоятельно в пределах 35%; удельный вес условно – переменных затрат в пределах – 65 %.

Цель анализа безубыточности (*Cost- profitanalysis*) или CVP- анализа – установить, что произойдет с финансовыми результатами, если определённый уровень производительности (дебит скважины) или объём производства изменится. Анализ безубыточности основан на зависимости между доходами от продаж, издержками и прибылью в течение короткого периода, когда выход продукции предприятия ограничен уровнем имеющихся в настоящее время в её распоряжении действующих производственных мощностей.

Точка безубыточности – это точка, где доход от реализации равен совокупным затратам, т.е. нет ни прибыли ни убытков. Критическая точка (точка безубыточности) определяется по формуле 4.8.

$$T_k = B / (w - a), \quad (4.8.)$$

где T_k – точка безубыточности проекта, в натуральных единицах;

B – условно- постоянные затраты, тыс. руб. в год;

w – цена одной тонны нефти, тыс. руб.;

a – условно-переменные затраты на единицу продукции, тыс. руб./тонну.

Результаты расчета порога рентабельности, запаса финансовой устойчивости на лицензионном участке от реализации проекта приведены в таблицах 4.2 и 4.3 и на графике 4.1.

Результаты расчета точки безубыточности приведены в таблице 4.4 и на рисунке 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты расчета порога рентабельности

№ п/п	Показатели	Проект		
		до внедрения мероприятия	после внедрения	изменения
1.	Основные экономические показатели			
	Эксплуатационные затраты на мероприятие, млн. р	26,7	26,8	0,1
	Выручка от реализации, млн. руб.:	27,35	78,90	51,55
	- себестоимость добычи; млн. руб	21,88	21,98	0,10
	- прибыль, млн. руб	5,47	56,92	51,45
2.	Эффективность от деятельности			
	Рентабельность, %	20,0	72,1	52,1
	Срок окупаемости капитальных вложений, лет			0,59 года (7 месяцев)

Таблица 4.3 – Расчет порога рентабельности

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	78896,87
2.Налогооблагаемый доход, тыс. руб.	НД	56916,14
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	21980,73
4.Сумма переменных затрат, тыс. руб.	А	13188,43908
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	8792,29
6.Сумма маржинального дохода, тыс. руб.	МД	65708,43
7.Доля маржинального дохода в выручке, %	Дмд	83,28
8.Порог рентабельности, тыс. руб.	ПР	10000,00
9.Запас финансовой устойчивости, тыс. руб.	Зфу	78891,80
- в процентах		94,93009035
- в натуральном выражении, тыс. руб		74896,87

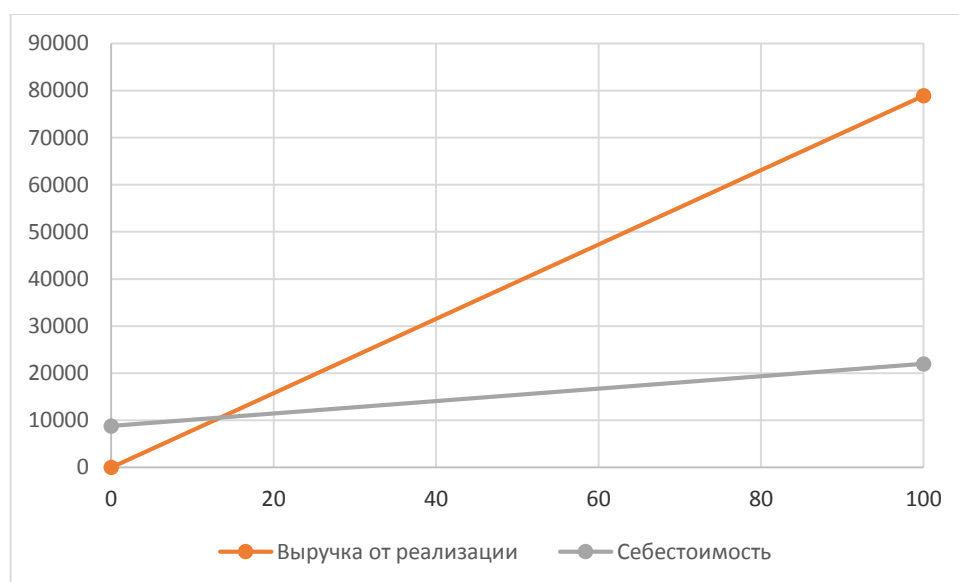


Рисунок 4.1 – График порога рентабельности

Таблица 4.4 – Результаты расчета точки безубыточности проекта

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка (доход) от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	78896,87
2.Налогооблагаемый доход (прибыль), тыс. руб.	НД	56916,14
3.Себестоимость реализуемой продукции, тыс. руб	с	21980,73
4.Сумма переменных затрат на единицу продукции, руб.	a	2533,8
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	8792,292723
6.Цена 1 тонны, руб.	w	15157,9
7.Объем добычи, тонн в год	Q	5205
8.Точка безубыточности, тонн	Тк	750,0

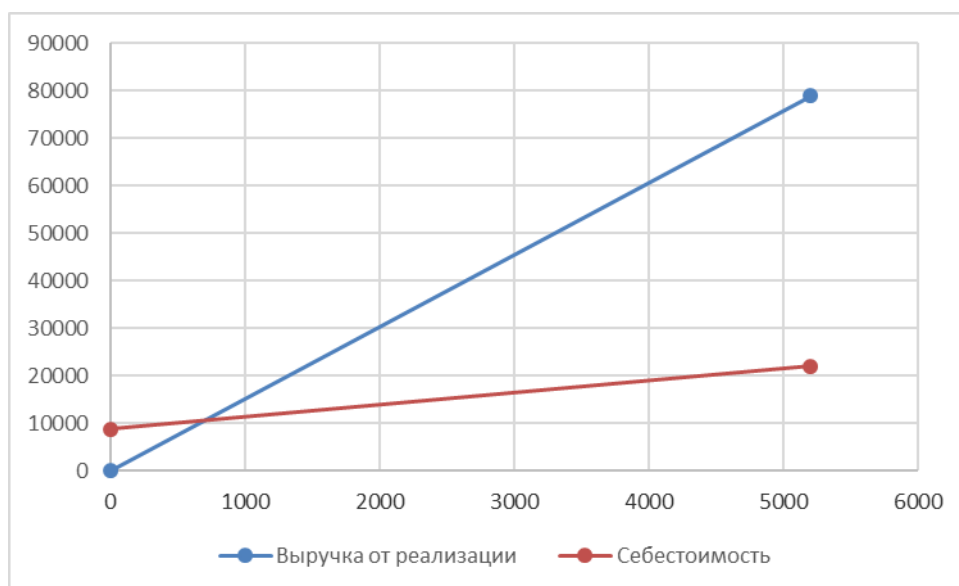


Рисунок 4.2 – График точки безубыточности проекта

Вывод:

В результате проведения мероприятия прирост добычи составил 9,8т/сут, рентабельность возросла с 20% до 72,1%. Можно сделать вывод что введение данного мероприятия является экономически оправданным, срок окупаемости составляет 7,02 месяцев.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Каравский Даниил Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ проведения повторного многостадийного гидравлического разрыва пласта по технологии «AccessFrac» на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	– Рабочим местом оператора ГРП при выполнении полевых работ являются кусты скважин на месторождениях.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– ГОСТ 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. (Общие эргономические требования.)
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: Повышенный уровень шума; Климатические и погодные условия на рабочем месте; Загазованность рабочей зоны. Опасные факторы: Факторы, связанные с электрическим током; Механические повреждения; Пожаро и взрывоопасность
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выброс загрязняющих веществ по причине неисправности технологического оборудования. Гидросфера: попадание загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, химические растворы. Литосфера: Загрязнение нефтепродуктами, химреагентами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС время проведения работ по гидравлическому разрыву пласта: пожары, взрывы, отравления вредными веществами. Наиболее часто возникающая ЧС – утечка газа и возможное воспламенение.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Каравский Даниил Владимирович		

5 Социальная ответственность

Данный раздел выпускной квалификационной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала на производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Рабочей зоной инженера по ГРП является куст, скважина. Основной деятельностью инженера ГРП является поддержание правильного режима закачки жидкости, параметров разрыва пласта; разборка, ремонт и сборка оборудования и арматуры; обработка паром высокого давления подземного и наземного оборудования скважин и выкидных линий в зимний период;

Работа на кусте ведется круглый год, несмотря на экстремальные погодные условия.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

36 часов в неделю - установленная продолжительность рабочего времени на работах с вредными условиями труда. Когда время ежедневной работы во вредных условиях составляет не менее 50 % рабочего времени, вводится сокращение нормальной продолжительности рабочего времени.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.[6]

Если работник занят на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, то он имеет право на компенсации (сокращенная продолжительность рабочего времени — не более 36 часов в неделю; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск — не менее семи

календарных дней; повышение оплаты труда — не менее четырех процентов тарифной ставки (оклада)). При этом данный вид компенсаций должен быть четко прописан в трудовом договоре с указанием характеристики условий труда на рабочем месте. [7]

На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности. При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. [8]

5.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-2015. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы ГОСТ 12.0.003-2015	Этапы работ			Нормативные документы
	Опрессовка и высокого давления	Закачка жидкости зрыва	Подача продавно- й жидкости	
1. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). [9]
2. Климатические и погодные условия на рабочем месте.	+	+	+	МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях [10]
3. Загазованность рабочей зоны.	+	+	+	ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. [11]

4. Факторы, связанные с электрическим током.	+	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общитребования и номенклатуравидовзащиты. [12]
5. Механическиеповреждения	+	+	+	ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [13]
6. Пожаро- и взрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования». [14]

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1) Повышенный уровень шума и вибрации

В непосредственной близости от места проведения ГРП находится насосный агрегат, который создает уровень звука, не превышающий допустимый (max 80 ДБА). При осуществлении гидравлического разрыва пласта создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014[9] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения ГРП составляет менее 101 дБ, что превышает норму.

Основные методы борьбы с вибрацией:

- виброизоляция (резинометаллические упоры, поронитовые прокладки, обрезиненные втулки);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- виброгашение (применение муфт из эластичных материалов, установка на виброгасящее основание). [15]

2) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение

баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Средняя температура в Парабельского районе составляет: в июле плюс 14-20° С, в январе минус 25-45° С.

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. Температурные режимы, при которых приостанавливаются работы на открытом воздухе показаны в таблице 5.2

Таблица 5.2 - Температурный режим, при котором приостанавливаются работы на открытом воздухе [10]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Работники, которые все-таки трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы: переохлаждение организма (гипотермия); обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (нижнее белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы: перегревание организма (гипертермия); солнечный удар.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для

введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противоэнцефалитные костюмы.

3) Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

При ГРП есть риск возникновения утечек нефти из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/л [11]. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух: через кожу (при попадании вредных веществ на нее); через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека, всего перечисленного более подробно представлено в таблице 5.3.

Таблица 5.3. Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти [11]

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	об. %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	12,5	Через 1 час – головная боль тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20-30 мин – смертельное отравление
	1	12,5	Через 1-2 мин – сильное смертельное отравление
Оксиды азота	0,006	0,29	Кратковременное воздействие – раздражение горла
	0,01	0,48	Продолжительное воздействие – опасно для жизни
	0,025	1,2	Смертельное отравление
Сероводород	0,01-0,015	0,15-0,23	Через 1 мин – сильное или смертельное отравление
	0,02	0,031	Через 5-8 мин – сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1-0,34	1,54-4,62	Быстрое смертельное отравление

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

4) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств, приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;

- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;

- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81[13] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.[13]

5) Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током существует при работе со станцией управления насосом.

Механизм поражения человека электрическим током чрезвычайно сложен и сопровождается термическим, электролитическим и биологическим воздействиями. При этом возможны необратимые нарушения функциональной деятельности жизненно важных органов человека.

При термическом действии тока возможны ожоги отдельных частей тела, нагрев до высокой температуры кровеносных сосудов, нервов, сердца, мозга и других органов, что может вызывать в них серьезные функциональные расстройства, вплоть до необратимых.

На металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть конструктивно предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление».

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены и занулены в соответствии с требованиями ПУЭ.

Для определения технического состояния заземляющего устройства должны производиться:

- внешний осмотр видимой части заземляющего устройства;
- осмотр с проверкой цепи между заземлителем и заземляемым элементом, а также проверка пробивных предохранителей трансформаторов;
- измерение сопротивления заземляющего устройства (с составлением акта);
- проверка цепи «фаза-ноль»;
- проверка надежности соединений естественных заземлителей;
- выборочное вскрытие грунта для осмотра элементов заземляющего устройства, находящегося в земле.

Показатели пожаро- и взрывоопасности:

- температура вспышки нефти – 28 0С;
- температура самовоспламенения нефтяного газа – 450 0С.

Проходное отверстие для силового кабеля в планшайбе должно иметь герметичное уплотнение. Силовой кабель от станции управления к устью скважины укладывается на специальных стойках-опорах, прогиб кабеля не должен превышать 50 см. Фланцевые соединения фонтанной арматуры должны быть герметичны. Броня кабеля заземляется с одной стороны шпилькой за нижний фланец колонной головки, с другой – за станцию управления.

Двери станции управления и смотровые окна трансформатора должны быть закрыты. Площадка СУ оборудуется перилами и лестницами. Монтаж и демонтаж, осмотр и ремонт наземного электрооборудования, а также его наладку проводит только электротехнический персонал. Площадка СУ должна быть заземлена.

Аварийный режим работы электроустановок на нефтегазодобывающих предприятиях не допускается.

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см². [12]

Корпуса и все открытые проводящие части применяемого электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения и т.д. в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.51) путем заземления с помощью заземлителей.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.59) электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения (УЗО).

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются СИЗ, плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

б) Пожароопасность и взрывоопасность

Источником пожара на нефтяных кустах может быть: электрическое оборудование, которое работает неправильно и вследствие нагрева происходит воспламенение; неправильное отношение к продуктам отходов (бутылкам и окуркам); искры от сварки и т.д. Взорваться в свою очередь может баллон с газом или кислородом, канистра с горючим материалом и т.д.

Последствия взаимодействия открытого огня и человека приводит к ожогам различных степеней у последнего, не исключение и летальный исход. Взрыв же для человека опасен, если он находится в эпицентре, но взрыв, как правило, сопровождается пожаром, поэтому опасность нельзя недооценивать.

1. При обеспечении пожарной безопасности следует руководствоваться «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 2008 года, РД-13.220.00-КТН-367-06 и другим утвержденным в установленном порядке федеральным законом «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 27 декабря 2018 года)» [16].

Кусты скважин, где производятся работы, должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 - 10 шт., или углекислотные;
- ОУ-10 - 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты - 2 шт.;
- топор, лом - по 1 шт.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то необходимо провести внеочередной инструктаж.

Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Машины, компрессоры, опрессовщики, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10.

Тушение пожара производится специальными средствами пожаротушения: огнетушители, стволы с водой, сухой песок. Для постоянного контроля, на пожароопасных работах дежурит пожарный экипаж. Для предотвращения небольшого очага возгорания подойдут подручные средства: одеяла, вода.

5.3 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды – это система мер, направленная на поддержание рационального взаимодействия между деятельностью человека и окружающей средой, обеспечивающая сохранение и восстановление природных богатств, разумное использование природных ресурсов, предупреждающая вредное влияние результатов деятельности общества на природу и здоровье человека.

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при замене средств электрохимической защиты первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основной элемент окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные и лесные ресурсы.

В таблице 5.4 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 5.4 Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении ГРП. [17], [18]

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера (Земля и земельные ресурсы; лес и лесные ресурсы)	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта, растительности	Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. Восстановление ландшафта
	Загрязнение почвы химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода

Гидросфера (Вода и водные ресурсы)	буровых площадок, коммуникаций.	земель в залесенных территориях
	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.)
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу по причине не плотности технологического оборудования	Проверка оборудования на прочность и герметичность. Соблюдение правил эксплуатации Оснащение системой контроля загазованности.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях (при утечке газа)

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, воспламенения веществ и оборудования, серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаётся газ, а также при неконтролируемом газонефтеводопроявлении. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий.

Наиболее часто встречающаяся ЧС происходит в следствии серьёзного нарушения герметичности или разрушения корпуса любого элемента, что приводит к утечке газа и возможного воспламенения.

При обнаружении утечек, необходимо принять меры по предотвращению ее самовоспламенения. Обнаружение утечек производят газоанализатором или мыльным раствором.

Мероприятия по устранению ЧС:

- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может откачать лишнюю воду и вывезти за пределы куста; незамедлительно сообщать начальнику участка о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении;
- в случае возникновения отключить всю автоматику;
- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда бригады в случае несвоевременного обнаружения ЧС;
- в случае полной потери связи и невозможности сообщить о ЧС запустить сигнальную ракету, которая расположена в щитке безопасности.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования.

Газонефтеводопроявления не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной тяжелых аварий. При интенсивных проявлениях возможны случаи разрушения устьев скважин и бурового оборудования, возникновения взрывов и пожаров, сильного загрязнения окружающей среды и даже человеческих жертв.

Основной способ, позволяющий управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые выбросы промывочной жидкости, – герметизация устья специальным противовыбросовым оборудованием.

Для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования в случае начавшегося газонефтеводопроявления необходимо (согласно «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [РД 08-254-98] с учетом специфики работ, проводимых в условиях Западной Сибири):

1) герметизировать устье скважины превенторами, регулярно следить за их исправностью, проверять надежность системы управления ими и своевременно устранять выявленные дефекты;

2) систематически контролировать качество промывочной жидкости, выходящей из скважины, прежде всего плотность и газосодержание; с момента подхода к горизонту с повышенным коэффициентом аномальности, особенно к газонасыщенному, целесообразно контроль плотности и газосодержания вести непрерывно;

3) перед вскрытием горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности заблаговременно увеличивать плотность промывочной жидкости в скважине до уровня, достаточного для поддержания небольшого избытка давления над пластовым, но меньше того, при котором возможно поглощение промывочной жидкости;

4) для вскрытия горизонтов со значительно повышенными коэффициентами аномальности применять промывочные жидкости с малой водоотдачей, возможно малым статическим напряжением сдвига (достаточным, однако, для удержания утяжелителя во взвешенном состоянии), малым динамическим напряжением сдвига и практически нулевым суточным отстоем;

5) тщательно дегазировать промывочную жидкость, выходящую из скважины; в случае значительного увеличения газосодержания целесообразно временно приостановить углубление скважины и, не прекращая промывки, заменить газированную жидкость на свежую с несколько повышенной плотностью;

6) тщательно следить за тем, чтобы в дегазаторах практически полностью удалялся из промывочной жидкости пластовый газ; если дегазация неполная, отрегулировать режим работы дегазаторов и при необходимости установить дополнительный дегазатор в очистной системе;

7) если при разбуривании газоносного объекта и нормальной дегазации промывочной жидкости газосодержание в выходящем из скважины потоке

опасно велико, уменьшить механическую скорость проходки до уровня, при котором опасность выброса будет практически исключена;

8) иметь на буровой запас промывочной жидкости того качества, которое требуется для вскрытия горизонта с повышенным коэффициентом аномальности, в количестве не менее двух-трех объемов скважины;

9) при подъеме колонны труб доливать в скважину промывочную жидкость с таким расчетом, чтобы уровень ее всегда находился у устья;

10) в составе бурильной колонны иметь обратный клапан или над вертлюгом — шаровой кран высокого давления;

11) не допускать длительных простоев скважины без промывки.

12) при каждой промывке восстанавливать циркуляцию целесообразно при закрытом превенторе на устье.

Открывать превентор можно лишь после того, как вся газированная жидкость вышла из скважины и избыточное давление на выходе из последней снизилось до атмосферного.

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека во время проведения гидроразрыва пласта. В условия проведения ГРП основным негативным фактором воздействия на почву является загрязнение ее нефтепродуктами, а наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией – возгорание при утечке газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы были выполнены все поставленные задачи.

Изучены теоретические основы технологии ГРП и МГРП.

Проведен анализ эффективности проведения повторного многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по технологии «AccessFrac» на добывающей скважине с горизонтальным окончанием.

С учетом полученных результатов были сформулированы корректировки для последующих обработок:

- Проводить микросейсмические исследования для контроля распространения трещин и корректировки обработок;
- Использовать короткие проппантные циклы для разрыва существующих трещин;
- Для создания новых трещин ГРП должны использоваться большие проппантные стадии и объем проппанта должен быть в 1.5-2 раза больше объема первоначальной обработки;

Также произведен расчет экономической эффективности использования проведение повторного многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) по технологии «AccessFrac», описаны вредные производственные факторы, охрана окружающей среды и техника безопасности при работе на производстве с такими вредными факторами.

Заявленные преимущества технологии подтверждаются положительными результатами проведенных опытно-промышленных работ. Система отклонения AccessFrac действует очень эффективно в данном пласте и условия заканчивания скважины позволяют стимулировать старые трещины, создать новые трещины и увеличить добычу, что и подтверждают ПГИ.

С целью осуществления контроля за селективностью обработки существует необходимость проведения исследований методом микросейсмического мониторинга.

Также существует необходимость продолжения подобных опытных работ с целью определения их эффективности (минимум 10 скважино-операций с одинаковыми геолого-промысловыми условиями).

Однако, поскольку компания «Halliburton» с 01.01.2017 года завершила договорные отношения с Компанией все работы по данной технологии прекращены. В связи с недостаточным объемом выполненных работ (1 скважино-операция) отсутствует возможность произвести однозначные выводы об эффективности технологии и, следовательно, выдачи рекомендаций к промышленному внедрению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Каневская Р. Д. “Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта”, Москва, ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999
2. Майкл Экономидис, Роналд Олайни, Питер Валько. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Орска Пресс, Алвин, шт. Техас. Перевод: М. Углов. ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, Москва 2004 г.
3. Economides, M. J., Hill D. A., Ehlig-Economides, C., “Petroleum production systems”, Prentice Hall PTR, New-Jersey, 1994
4. Методический документ ПАО «Газпром нефть»: Методические указания на проведение работ по многостадийному(многозонному) ГРП на месторождениях Компании.М-01.05.07-03
5. П.И. Крюков, Гималетдинов Р.А., Доктор С.А., Файзуллин И.Г., Шайкамалов Р.Г.«Оптимизация технологии повторных многостадийных гидроразрывов пласта»//Нефтяное хозяйство. – УДК 622.276.66.02 – 2015. – No12. – С. 64–67).
6. Фаразутдинов Л. Б. Системы управления персоналом и его материальным стимулированием организаций различных отраслей экономики : дис. – 2018.
7. Гуреева М. А. Основы экономики нефтяной и газовой промышленности. – 2011.
8. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [Электронный источник] / [http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/..](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/)
9. ТК РФ Статья 147. Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда
10. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой

промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года)

11. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности

12. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях

13. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

14. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

15. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).

16. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования».

17. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

18. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 27 декабря 2018 года)

19. Федеральный закон от 4 мая 1999 г. N 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (с изменениями и дополнениями) Глава III. «Организация деятельности в области охраны атмосферного воздуха» (ст. ст. 9 - 20) Статья 12. «Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на атмосферный воздух».

20. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.